

NOVO
MERCADO
DE GÁS



Nota Técnica

**Modelos de negócio de usinas
termelétricas e perspectivas das
indústrias produtoras de gás
natural**

*Comitê de Monitoramento da Abertura do
Mercado de Gás Natural*

CASA CIVIL

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Modelos de negócio de usinas termelétricas e perspectivas das indústrias produtoras de gás natural



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Titular: Aldo Barroso Cores Junior

Suplente: Fernando Massaharu Matsumoto



MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Titular: Alexandre Messa Peixoto da Silva

Suplente: Mauricio Marins Machado



CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA

Titular: Gustavo Henrique Ferreira

Suplente: João Daniel de Andrade Cascalho



CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA

Titular: Felipe Neiva Mundim

Suplente: Leonardo Jordão Silva



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Titular: Helio da Cunha Bisaggio

Suplente: Mario Jorge Figueira Confort



EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Titular: Marcelo Ferreira Alfradique

Suplente: Ana Claudia Sant'Ana Pinto

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	4
1. METODOLOGIA.....	6
2. DAS REUNIÕES COM REPRESENTANTES DAS USINAS TERMELÉTRICAS.....	6
3. DAS REUNIÕES COM REPRESENTANTES DAS EMPRESAS DE E&P	7
4. DAS INFORMAÇÕES TRAZIDAS NAS REUNIÕES COM REPRESENTANTES DE UTEs	8
4.1. GNA.....	8
4.2. PETROBRAS	9
4.3. ENEVA.....	10
4.4. MARLIM AZUL	14
4.5. CELSE	16
4.6. GPE	18
5. DAS INFORMAÇÕES TRAZIDAS NAS REUNIÕES COM REPRESENTANTES DE EMPRESAS DE E&P	21
5.1. EQUINOR.....	21
5.2. SHELL	22
5.3. TOTAL	24
6. CONCLUSÕES	26

INTRODUÇÃO

O Novo Mercado de Gás - NMG é um Programa coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, desenvolvido em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República - CC/PR, o Ministério da Economia - ME, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE para a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo.

O Decreto nº 9.934, de 24 de julho de 2019, instituiu o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural - CMGN, no âmbito do MME, com a finalidade de monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE eventuais medidas complementares. O Decreto nº 10.920, de 30 de dezembro de 2021, estabeleceu o prazo de vigência do CMGN até 31 de dezembro de 2022.

Por outro lado, no âmbito do Setor Elétrico, a Portaria MME nº 430, de 29 de outubro de 2019, instituiu o Comitê de Implementação da Modernização - CIM, com a finalidade de viabilizar a efetiva execução do plano de ação proposto pelo Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico de que trata a Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, bem como propor possíveis medidas complementares que se façam necessárias, de modo a promover as melhores soluções para a modernização setorial, em consonância com os princípios da governança pública, estabilidade jurídico-regulatória e previsibilidade. Posteriormente, a implementação da Modernização do Setor Elétrico passou a ser disciplinada pela Portaria Normativa nº 31/GM/MME, de 22 de outubro de 2021.

Um dos pilares do NMG é a integração do setor de gás natural com setores elétrico e industrial. Nesse sentido, no âmbito do CMGN foi criado o **Grupo de Trabalho de Integração entre os Setores de Energia Elétrica e de Gás Natural - GT**, com o objetivo de, a partir das discussões havidas por ocasião do Programa Gás para Crescer e à luz das atuais propostas de abertura do mercado de gás natural e de modernização do setor elétrico, identificar oportunidades de melhoria na legislação e/ou em normas infralegais de modo a eliminar ou mitigar barreiras à harmonização entre os setores de geração de energia elétrica e o de gás natural.

Dentre as ações do Grupo de Trabalho, foram realizadas reuniões individuais com representantes de usinas termelétricas - UTEs a gás natural que se sagraram vencedoras de leilões regulados de contratação de energia elétrica ou que tenham perspectivas de participação em futuros leilões, para fins de identificar as dificuldades encontradas e soluções adotadas na formatação de seus respectivos negócios.

Ao longo do trabalho do GT, por sugestão de representante da ANP, foram realizadas, adicionalmente, reuniões individuais com empresas que atuam na área de exploração e produção de petróleo e gás natural - empresas de E&P, visando identificar, complementarmente, a visão dessas empresas em relação ao tema da integração entre os setores.

Após a realização das reuniões e enquanto este Relatório estava em elaboração, ocorreram fatos relevantes ao longo de 2020 e 2021 que podem, em algum grau, ter alterado percepções das empresas trazidas à época:

- (i) a pandemia da Covid-19 a partir do primeiro trimestre de 2020, que afetou significativamente a economia mundial;
- (ii) a sanção da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que *“institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural”*;
- (iii) a sanção da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, que trouxe, no § 1º, do art. 1º e no art. 20, comandos relativos à contratação de usinas termelétricas a gás natural na modalidade de reserva de capacidade.

Além dos fatos relevantes, cabe mencionar que diversos aprimoramentos no sentido da integração entre os setores de gás natural e eletricidade foram implementados em nível infralegal desde então. Os resultados são frutos das interações com os agentes de mercado, cujas propostas são apresentadas ao longo deste documento, e das realizações deste grupo de trabalho. Entre as medidas de aprimoramentos, podem-se destacar:

- A eliminação da restrição de inflexibilidade nos leilões de energia, podendo os agentes geradores declararem valores entre zero e 100%;
- A redução do horizonte de comprovação de combustível, de 10 para 8 anos na etapa dos leilões, com horizontes adicionais de 5 anos e período remanescente, aplicáveis àqueles que vierem a celebrar CCEAR;
- A redução dos prazos dos CCEARs, de 20 para 15 anos, o que pode reduzir os riscos de falta de suprimento de gás natural, especialmente, em casos de suprimento com gás nacional;
- A possibilidade de comprovação de combustível com recursos contingentes na etapa dos leilões de energia, além das reservas de gás, para o caso de suprimento com combustível de origem nacional. Esta medida ocorre para eliminar um problema de circularidade entre exigências regulatórias nos setores de gás natural e eletricidade.

Os impactos de tais fatos não são objeto de avaliação deste Relatório, que tem por objetivo apresentar o diagnóstico das avaliações relativas ao tema trazidas pelas UTEs e pelas empresas de E&P à época da realização das reuniões.

Cabe ressaltar que este Relatório não busca exaurir as discussões sobre o assunto de integração entre os setores de energia elétrica e de gás natural, ou sobre a identificação de ações necessárias para tal fim.

O Relatório está estruturado nos seguintes tópicos:

- Metodologia do trabalho;

- Levantamento das informações trazidas pelas UTEs e pelas empresas de E&P nas reuniões realizadas; e
- Conclusões, nas quais, com base nas informações apresentadas pelas empresas, são identificadas as proposições das empresas para a melhoria em processos ou diretrizes, objetivando proporcionar a melhoria da integração entre os setores de energia elétrica e de gás natural.

1. METODOLOGIA

A metodologia empregada nessa fase dos trabalhos do grupo foi exploratória, por meio da identificação das estratégias de negócio e das dificuldades encontradas na implementação das usinas termelétricas e das expectativas das empresas de E&P, bem como dos aprimoramentos sugeridos pelas empresas nas reuniões individuais, sejam por meio de mudança legal, regulamentar ou regulatória.

2. DAS REUNIÕES COM REPRESENTANTES DAS USINAS TERMELÉTRICAS

No período de 31/10 a 5/12/2019, foram realizadas reuniões individuais com representantes de 6 empresas de geração termelétrica a gás natural, conforme a Tabela 1.

Geradora	origem do combustível	data da reunião
Gás Natural Açu - GNA	gás natural liquefeito - GNL	31/10/2019
Petrobras	gás em gasoduto	07/11/2019
Eneva	gás onshore	19/11/2019
Marlim Azul	gás do Pré-Sal	21/11/2019
Centrais Elétricas de Sergipe S.A. - Celse	GNL	28/11/2019
Global Participações em Energia S.A. - GPE	gás em gasoduto e GNL	05/12/2019

Tabela 1. Reuniões com geradoras termelétricas a gás natural

Para fins de balizar e alinhar as expectativas de abordagem do tema, previamente à realização das reuniões com os geradores foi enviado aos representantes das empresas o seguinte texto explicativo:

“O objetivo é a empresa trazer relatos dos modelos de negócio implementados, as eventuais dificuldades encontradas, soluções adotadas e sugestões de aprimoramentos, tendo como referencial os seguintes tópicos de interesse:

1. Estruturação do Project Finance

- *Linhas de financiamento e condições de acesso*
 - *Incentivos fiscais*
 - *Importância dos PPAs de energia (CCEARs e mercado livre); mapeamento de riscos*
 - *Importância dos PPAs de combustível; mapeamento de riscos*
 - *Relacionamento com as distribuidoras estaduais de gás natural*
 - *Estudos do ponto de conexão ao Sistema Interligado Nacional - SIN*
 - *Habilitação em leilão regulado*
 - *Custos socioambientais*
 - *Custos tributários*
2. *Implementação do projeto*
- *Licenças ambientais*
 - *Ato de outorga*
 - *Relacionamento com Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (parecer de acesso, operação em teste e operação comercial)*
 - *Adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE*
 - *Instalações de gás natural*
3. *Operação comercial da usina*
- *Atendimento a despacho do ONS*
 - *Suprimento de gás natural*
 - *paradas para manutenção”*

3. DAS REUNIÕES COM REPRESENTANTES DAS EMPRESAS DE E&P

Posteriormente às reuniões com os geradores termelétricos, por sugestão de representante da ANP, foram realizadas reuniões com empresas de E&P, com o objetivo de obter as percepções dessas empresas relativamente ao aproveitamento do gás do Pré-Sal. A nova rodada de reuniões foi realizada nas datas relacionadas na Tabela 2.

Empresa	data da reunião
Equinor	13/2/2020
Shell	20/2/2020
Total	5/3/2020

Tabela 2. Reuniões com empresas de E&P

4. DAS INFORMAÇÕES TRAZIDAS NAS REUNIÕES COM REPRESENTANTES DE UTES

Apesar do envio preliminar das informações que o GT pretendia obter das geradoras termelétricas, apenas uma das empresas trouxe à reunião discussões sobre todos os tópicos solicitados. A Tabela 3 resume os pontos abordados pelas geradoras termelétricas e nas subseções seguintes são apresentadas as informações específicas de cada reunião. Vale comentar que os relatos retratam as informações da época da realização das reuniões.

		GNA	Petrobras	Eneva	Marlim Azul	Celse	GPE		
		GNL	UTES em gasoduto	gás onshore	gás do pré-sal	GNL	UTE em gasoduto	gás do pré-sal	GNL
1	Estruturação do Project Finance								
1.1	Linhas de financiamento e condições de acesso	✓	X	✓	✓	✓	X	X	X
1.2	Incentivos fiscais	X	X	✓	✓	✓	X	X	✓
1.3	Importância dos PPAs de energia (CCEARs e mercado livre); mapeamento de riscos	✓	✓	✓	✓	✓	X	X	X
1.4	Importância dos PPAs de combustível; mapeamento de riscos	✓	✓	X	✓	✓	✓	X	✓
1.5	Relacionamento com as distribuidoras estaduais de gás natural	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	X
1.6	Estudos do ponto de conexão ao Sistema Interligado Nacional - SIN	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	✓
1.7	Habilitação em leilão regulado	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
1.8	Custos socioambientais	✓	X	X	X	✓	X	X	X
1.9	Custos tributários	✓	X	X	✓	✓	X	X	X
2	Implementação do projeto								
2.1	Licenças ambientais	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	✓
2.2	Ato de outorga	✓	X	✓	✓	✓	X	X	X
2.3	Relacionamento com Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (parecer de acesso, operação em teste e operação comercial)	✓	X	X	✓	✓	X	X	X
2.4	Adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	X	X	X	X	✓	X	X	X
2.5	Instalações de gás natural	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	Operação comercial da usina						X	X	X
3.1	Atendimento a despacho do ONS	X	✓	X	X	✓	X	X	X
3.2	Suprimento de gás natural	X	✓	X	X	✓	X	X	X
3.3	paradas para manutenção	X	✓	X	X	✓	X	X	X

Tabela 3. Pontos abordados pelas geradoras termelétricas nas reuniões

4.1. GNA

A GNA é uma joint venture formada entre Prumo Logística, BP e Siemens, proprietária dos empreendimentos:

- UTE GNA I (capacidade instalada de 1.338 MW, início de operação comercial em janeiro/2021);
- UTE GNA II (capacidade instalada de 1.673 MW, início de operação comercial em janeiro/2023; e
- Terminal de GNL (capacidade de regaseificação de até 21 milhões m³/dia.

De acordo com a GNA, o projeto prevê: (i) na Fase I, o uso de GNL importado para atender as UTEs GNA I e II; e (ii) na Fase II, o uso de gás natural do pré-sal, com aumento da geração termelétrica, atendimento ao mercado industrial e das distribuidoras de gás, e exportação de GNL.

As UTEs GNA I e GNA II foram vencedoras em leilões regulados e firmaram Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs com prazos de suprimento de 23 anos (iniciando em 2021) e 25 anos (iniciando em 2023), respectivamente.

Para a construção das usinas foram efetuados contratos de EPC *Turnkey Lump Sum* (com preço fechado e data de entrega assegurada) para construir, montar e comissionar a usina, a linha de transmissão e o terminal de GNL. a UTE GNA I também assinou um contrato de fornecimento de GNL de longo prazo com a BP.

Para UTE GNA I, o *project finance* tem como principal financiador o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, com cobertura de risco por meio de uma *Export Credit Agency* (ECA) alemã, sendo que o mercado de capitais, com bancos comerciais nacionais ou internacionais também se colocam como alternativas para o financiamento.

No aspecto da conexão ao sistema elétrico, a UTE GNA I não teve problemas de acesso, porém, para a UTE GNA II, após a realização do leilão, houve necessidade de alterar o ponto de conexão.

Não foram relatados dificuldades relevantes com os licenciamentos ambientais relativos às instalações elétricas e de gás natural.

No que se refere à integração entre os setores de gás natural e de energia elétrica, a GNA abordou os seguintes aspectos: (i) necessidade de rediscussão do critério de contratação da usina marginal nos leilões; (ii) a necessidade de reduzir o risco de descasamento entre o período de suprimento dos CCEARs em face dos contratos de suprimento de gás, trazendo como proposta a possibilidade de antecipar o prazo final de suprimento dos CCEARs sem aplicação de penalidades; (iii) a necessidade de alterar os critérios de cálculo das tarifas de uso da rede básica (TUST), de modo a equalizar a competitividade entre os competidores nos leilões de energia.

4.2. PETROBRAS

A Petrobras possui 19 UTEs, totalizando 6.283 MW de capacidade instalada, sendo que 16 dessas usinas são a gás natural, 3 terminais de regaseificação de GNL, dois navios de regaseificação e 4 unidades de tratamento de gás, o que permite totalizar 63,6 milhões de m³/dia de capacidade de processamento de gás natural.

De acordo com a Petrobras, a empresa está fazendo movimentos no sentido de saída das participações de transporte e distribuição de gás, de acesso negociado nas plantas de processamento de gás, da cessão da capacidade de transporte considerando o modelo entrada e saída e da redução da contratação de gás dos parceiros, o que está alinhado com o Novo Mercado de Gás

No que se refere à integração dos setores de gás e energia elétrica, a Petrobras fez referência ao histórico dos despachos realizados pelo ONS nos últimos cinco anos, em que parte da geração termelétrica a gás natural tem característica firme e parte mais volátil, decorrente dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, da variação da demanda e da geração eólica intermitente. A Petrobras opinou também que existe a necessidade de capturar os diferentes serviços oferecidos pelas UTEs e precificá-los de forma adequada, seja para o atendimento energético, para a complementaridade energética e para a segurança elétrica do sistema.

Em relação ao modelo de negócio a Petrobras trouxe as diferenças, de modo geral entre os dispêndios de Capex e Opex de UTEs comparativamente a usinas hidrelétricas, em um ciclo de 40 anos. As UTEs tem menores dispêndios na construção, porém com dispêndios maiores e constantes ao longo do tempo, acrescidos de eventos de *overhaul* (revisão geral do equipamento) e de *retrofit* (modernização, recuperação, ou repotencialização de um equipamento) ao longo do período. As hidrelétricas, por outro lado, têm alto custo de investimento e baixo custo de operação e manutenção.

Na visão da Petrobras, “o Mercado Regulado é forma mais adequada de contratação das termelétricas e, conseqüentemente, suficiente para manutenção da disponibilidade destas usinas”.

Como propostas de melhorias, a Petrobras citou:

- a) que os CCEARs decorrentes dos leilões de energia nova A-4 e A-5 considerem o tratamento dos riscos referentes à contratação do transporte do gás;
- b) a criação de regimes diferenciados para remuneração da malha de transporte de gás para UTEs flexíveis;
- c) o aumento do limite máximo de inflexibilidade definido nos leilões de energia (atualmente limitado em 50%);
- d) a valoração do atributo de flexibilidade e partida rápida das UTEs;
- e) o recálculo de garantia física somente para parcela da usina que vier a ser habilitada para o leilão, preservando os parâmetros originais de garantia física e Custo Variável Unitário - CVU da parcela remanescente da usina, já comprometida com outros CCEARs; e
- f) o afastamento da possibilidade de redução contratual dos CCEARs em decorrência da participação das distribuidoras no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

4.3. ENEVA

A Eneva possui 6 UTEs a gás natural no Sistema Interligado Nacional - SIN, que formam o Complexo Parnaíba, totalizando 1.900 MW de capacidade instalada; e uma usina em construção (UTE Jaguatirica II) no sistema isolado de Roraima, de capacidade 126 MW.

É também proprietária de ativos de E&P de gás natural em terra:

- o Parque dos Gaviões, constituído por 8 campos, totalizando 2,1 bilhões de metros cúbicos (bcm) de reservas certificadas remanescentes (dezembro/2018); 203 km de rede de gasodutos; instalações de coleta e tratamento de gás natural com capacidade de 8,4 MMm³/dia, que atendem ao consumo do Complexo Parnaíba;e
- o Campo de Azulão, com 3,6 bcm em reservas certificadas em dezembro/2018, que permitirá atender ao consumo da UTE Jaguatirica II.

De acordo com a Eneva, com base em dados de 2014, o custo do gás associado em terra era de 0,56 USD/MMBtu, e o do gás não associado em terra era de 1,13 USD/MMBtu, valores inferiores ao custo do gás natural no pós-sal e no pré-sal.

De 2013 a 2018, as reservas de gás da Eneva passaram de 8,7 para 25,6 Bm³ (+196%). No mesmo período, as reservas totais de gás do Brasil caíram de 839,5 para 569,8 Bm³ (-32%)

O Maranhão é o 2º maior produtor de gás em terra (100% Eneva) com 5 campos produtores. A última declaração de comercialidade ocorreu em setembro/2018 (Gavião Tesoura).

Em relação aos impactos sociais da exploração de gás natural em terra, a Eneva esclareceu que a produção de gás aumenta a arrecadação dos municípios produtores e contribui para o desenvolvimento, elevação da renda e aumento da participação da indústria no PIB do interior do Maranhão. Entre 2010 e 2016, o número de empresas no município saltou de 82 para 140.

A geração de energia em Roraima (UTE Jaguatirica II) será feita utilizando o gás do campo de Azulão, liquefeito e transportado por meio de gasoduto virtual (modal rodoviário de GNL).

A Eneva apontou que, na geração, a remuneração fixa remunera o investimento na usina e a variável paga o combustível e os custos operacionais variáveis.

Do ponto de vista de &P, a remuneração é baseada no volume de gás comercializado, que depende do despacho centralizado (e imprevisível, na opinião da Eneva) do ONS, o que acarreta a dificuldade para planejar investimentos x receitas e carrega o risco exploratório e de desenvolvimento.

Como sugestões de aprimoramento para buscar a integração entre os setores de gás e energia elétrica, a Eneva propôs:

- Alterações nas Regras de Comprovação de Combustível

O Relatório SC8 (Gás para Crescer), já teria apontado que apresentar declaração de reservas de combustível para todo o prazo do PPA (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs) seria incompatível, com a realidade da indústria de gás, que atua com prazos inferiores a 10 anos; e o relatório do REATE 2017, já apresentava a proposta de avaliar o estabelecimento de horizontes rolantes para a comprovação de reservas em usinas termelétricas a gás natural, com prazo sugerido de cinco a sete anos, bem como estabelecer despachos mínimos e máximos nos novos leilões de energia. Houve evolução do assunto através das portarias do

MME, em que foram estabelecidos o período mínimo de 10 anos, com período adicional de 5 anos, e o prazo remanescente compatível com o período de suprimento do CCEAR.

Apesar de apontar esses avanços, a Eneva apresentou 4 proposições sobre o tema:

1. é possível reduzir o período mínimo de comprovação, por exemplo, para 5 ou 7 anos, conforme apontado no SC8 do Gás para Crescer e no relatório final do REATE;
 2. não limitar o “período remanescente” a 100% do período remanescente de CCEAR. Exemplo: em um PPA de 25 anos o “período remanescente compatível com o período de suprimento de CCEAR” seria de 10 anos, de modo que em um cenário com reservas remanescentes para 5 anos e com 50% de atendimento do PPA, a rescisão seria inevitável (mesmo com reservas aptas a atender o PPA). Uma solução seria adotar “prazo remanescente limitado ao período de suprimento do CCEAR”;
 3. a antecedência de renovação da comprovação de combustível poderia ser diminuída. Atualmente, ela é de 5 anos antes da expiração do período já comprovado. Se em 4 anos antes de tal expiração forem encontradas novas jazidas, por exemplo, haveria comprometimento do PPA (ele seria rescindido), embora houvesse reservas disponíveis com antecedência suficiente para suprir o PPA sem que seja necessária a realização de um novo leilão; e
 4. a multa de rescisão contratual por não renovação de combustível poderia ser diminuída nos Editais/CCEARs. Atualmente, ela é estabelecida em 3 anos. Antes, era de somente 1 ano. O motivo de rescisão por não renovação de combustível é diferente dos demais (falência, perda de licenças, etc.), uma vez que prevê uma antecedência mínima de aviso da situação contratual ao Poder Público (ex: 5 anos). Seria possível ao Planejamento organizar novos leilões (A-5, A-4, A-3).
- Oportunidades de Expansão em Sistemas Isolados
- Sobre esse tema a Eneva apresentou as seguintes sugestões:
- (i) a promoção mais regular de Leilões de Sistemas Isolados, conforme ocorreu com o Leilão de Roraima;
 - (ii) é importante a manutenção de Leilões de Energia Existente - LEEs de prazo contratual mais estendido, a fim de propiciar melhor aproveitamento da vida útil das plantas existentes, bem como é recomendável a continuidade da contestação econômica de projetos novos com existentes pela energia de reposição das distribuidoras no ambiente regulado; e
 - (iii) seria recomendável a edição de uma portaria com cronograma indicativo de LEEs, a exemplo do ocorrido com a Portaria MME nº 151/19 para Leilões de Energia Nova. Essa sinalização do MME seria importante para o mercado, sobretudo investidor, considerar que haverá opcionalidade de aproveitamento

dos ativos pós vencimento dos CCEARs. Atualmente, o mercado tende a enxergar a vida comercialmente útil das plantas somente como o prazo dos contratos vigentes.

- Leilões Regionais

De acordo com a Eneva, caso sejam realizados leilões regionais, é importante a inclusão do Subsistema Norte nesses leilões.

- Distribuição de Gás Natural

De acordo com a Eneva, existe um poder excessivo exercido pelo monopólio das distribuidoras de gás nos leilões de energia. Na visão da Eneva, apesar de o MME já ter alterado a Portaria MME 102/2016 para retirar a menção explícita à obrigatoriedade de termo de compromisso entre agente gerador e distribuidora de gás natural (comprovação de combustível perante ANP e EPE), a EPE continua a manter tal obrigação nas Instruções. Uma ideia é tornar, para os autoimportadores, autoprodutores e consumidores livres, a obrigação facultativa, desde que ele se comprometa a construir, na ausência de interesse da distribuidora, o gasoduto de seu atendimento, com posterior alienação ao patrimônio estadual, consoante art. 46 da Lei 11.909/09

- Incentivos Fiscais e Financiamento

São importantes para conferir fôlego financeiro aos projetos integrados. Sobre o tema a Eneva apresentou as seguintes sugestões:

- (i) em relação ao REIDI, uma alternativa para um prazo mais célere seria, por exemplo, retirar a obrigatoriedade de a ANEEL analisar a razoabilidade dos investimentos (Portaria MME nº 318/18), passando tal competência ao MME, a fim de tornar todo o processo tramitando em um único órgão;
- (ii) Atentar para a importância de manter mecanismos como SUDAM e SUDENE em PECs e projetos de lei, de modo a viabilizar empreendimentos de grande porte no Norte e Nordeste, bem como do REPETRO para viabilizar projetos de E&P em terra (Continuidade do diálogo do MME com o Legislativo);
- (iii) haver a sinalização de uma alíquota máxima nacional de ICMS do gás natural e simplificação da legislação estadual, sob uma premissa federal, para operações integradas com gás natural; e
- (iv) introduzir simplificações à Portaria MME 252/2019, que autoriza a utilização de debêntures incentivadas para os projetos de petróleo e gás, no sentido de adequar a prestação de contas e acompanhamento à dinamicidade da E&P (Ex: evolução de fases exploratórias, declarações de comercialidade, etc.).

4.4. MARLIM AZUL

Conforme informação disponibilizada no site da internet da ANEEL, a Marlim Azul foi vencedora do Leilão de Energia Nova A-6/2017, nas condições listadas na Tabela 4.

Empreendimento - Produto Disponibilidade - DISG-25-2023									
Empreendimento	UF	Combustível	Investimento (R\$)	Pot (MW)	GF (MWm)	Lotes Contratados	Total (MWh)	ICB (R\$/MW)	Receita Fixa (R\$/ano)
VALE AZUL II	RJ	GÁS NATURAL	1.226.000.000,00	466,313	420,900	4.209	92.237.709,600	211,90	642.213.977,00

Tabela 4. Resultado da Marlim Azul¹ - Leilão nº 05/2017-ANEEL (A-6/2017) - Fonte: ANEEL

A apresentação da Marlim Azul ao GT foi feita pela Arke Energia, que tem em sua composição acionária o Patria Investimentos (50,1%), a Shell (29,9%) e a Mitsubishi Hitachi Power Systems (20%).

A Marlim Azul é uma usina termelétrica a ciclo combinado, terá potência instalada de 565,5 MW, com previsão de início de operação comercial em dezembro/2022, com CVU de R\$ 85,00/MWh (valor da época do leilão). O investimento total é em torno de R\$ 2,5 bilhões, sendo o primeiro projeto que utiliza gás natural do Pré-Sal brasileiro. A contratação de venda de energia é por meio dos CCEARs oriundos do Leilão e contratos no ambiente livre com a Shell Energy Brasil com prazo de 25 anos. O contrato de suprimento de gás é com a Shell Brasil Petróleo, também com prazo de 25 anos. O projeto prevê a expansão (Fases II e III, totalizando 1,2 GW de capacidade, cujos projetos já estão licenciados e aptos a participar de leilões.

A estrutura financeira do projeto considera 20% de equity e 80% de financiamentos, com as seguintes previsões:

- Set/2019: Liberação do empréstimo ponte (R\$ 97 milhões - Sumitomo)
- Nov/2019: Previsão de aprovação do financiamento pelo BNDES (R\$ 2 bilhões)
- Contratação da fiança bancária para o BNDES (Sumitomo, Bradesco, Votorantim e BBrasil)
- Incentivos fiscais:
 - Concedido: REIDI; e
 - Esperados: Ex tarifário e Diferimento do ICMS na aquisição de gás natural sem encerramento interestadual.

O licenciamento ambiental do empreendimento, para o qual não foram relatadas dificuldades pela Arke, tem as seguintes situações

- Usina: LP: Abril/2013 (já obtida); LI: Dezembro/2018 (já obtida); LO: Dezembro/2022 (previsão)

¹ O Despacho ANEEL nº 881, de 22/3/2019 alterou a denominação de UTE Vale Azul II para UTE Marlim Azul, a potência instalada e o ponto de conexão. A Portaria MME nº 129/2019 aumentou a garantia física da usina para 510,9 MW médios.

- Linha de Transmissão: LP: Dezembro 2019 (previsão); LI: Fevereiro/2020 (previsão); LO: Dezembro 2022 (previsão)

Gasoduto: LPI: Novembro/2019 (previsão); LO: Dezembro/2022 (previsão)

Em termos de operação, a usina terá 50% de inflexibilidade de geração, sendo essa inflexibilidade sazonal, conforme Tabela 5.

Inflexibilidade Sazonal da UTE Marlim Azul (MW médios)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
420,84	420,84	420,84	420,84	0	0	0	0	0	0	420,84	420,84

Tabela 5. Inflexibilidade da UTE Marlim Azul

O combustível gás natural tem origem nos Campos do Pré-Sal (Lula, Sapinhoá, Iracema e Iara), sendo sua fornecedora a Shell, utilizando os gasodutos da Rota 2 - TECAB. A UTE tem relacionamento com a distribuidora de gás do RJ (CEGRio/Naturgy), com consumo de 2,5 milhões m³/dia, como consumidor livre de gás, possuindo gasoduto dedicado.

A Arke ressaltou como relevante o Novo Marco Regulatório do Gás no Rio de Janeiro, trazido pela Deliberação AGENERSA nº 3.862, de 18/6/2019, que estabeleceu:

- que agentes livres (autoprodutor, autoimportador e consumidor livre) têm direito de custear/construir o gasoduto dedicado para atendimento de suas necessidades e pagará tarifa específica (TUSD-E) à concessionária de distribuição.
- a TUSD-E, que considera custos específicos de operação e manutenção - O&M do gasoduto dedicado; e
- o O&M do gasoduto pela distribuidora.

Como propostas para a integração dos setores, a Arke apresentou oportunidades para aprimorar a regulação, abordando os seguintes pontos:

- a declaração de utilidade pública - DUP para área do gasoduto: a concessão de DUP para área do gasoduto pela ANEEL como parte integrante das instalações da usina;
- a possibilidade de mudança do indexador associado ao preço do gás nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, tendo em vista que a abertura do mercado de gás pode trazer novas alternativas de fornecimento ao longo do período desses contratos;
- a flexibilização da comprovação das reservas de gás por 10 anos, motivado no Novo Mercado de Gás (mercado dinâmico, aberto e competitivo), que pode trazer diversas oportunidades para atendimento dos projetos, tendo em vista que pode haver descasamento do CCEAR com a concessão dos campos de exploração;
- a regra do empreendimento marginal na contratação dos leilões pode prejudicar a viabilização das usinas a gás.

4.5. CELSE

A Celse é proprietária da UTE Porto do Sergipe I, e conforme informação disponibilizada no site da internet da ANEEL a UTE foi vencedora do Leilão de Energia Nova A-5/2015, nas condições listadas na Tabela 5.

Empreendimento - Produto Disponibilidade - DIS-2020									
Empreendimento	UF	Combustível	Investimento (R\$)	Potência (MW)	GF (MWm)	Lotes Contratados	Total (MWh)	ICB (R\$/MWh)	Receita Fixa (R\$/ano)
PORTO DE SERGIPE I	SE	Gás Natural	3.294.500.000,00	1.515,640	867,000	8670	190.018.656,00	279,00	1.250.071.127,14

Tabela 5. Resultado da UTE Porto do Sergipe I - Leilão nº 03/2015-ANEEL (A-5/2015) - Fonte: ANEEL

A Celse é controlada pela Celsepar, que por sua vez tem em sua composição acionária a Golar Power (50%) e a Ebrasil (50%), sendo esta última proprietária da Termocabo, Epasa e Epesa, empresas geradoras termelétricas com combustível líquido.

O projeto do complexo, localizado em Barra dos Coqueiros/SE, inclui a UTE propriamente dita, as linhas de transmissão e subestações para conexão ao Sistema Interligado Nacional, instalação marítima incluindo gasoduto e sistema de ancoragem e a unidade flutuante de armazenamento e regaseificação de gás natural (FSRU). A UTE é a gás natural em ciclo combinado, sendo 3 turbinas do fabricante GE, modelo 7H-02, de eficiência global superior a 60%, refrigerada com água do mar em ciclo fechado. A FSRU é uma unidade estacionária, de capacidade de 170mil m³ de GNL, que vai receber, armazenar, regaseificar e entregar o gás à UTE. O gasoduto que interliga a FSRU à UTE tem 8 km de extensão (1,5 km onshore; 6,5 km offshore), diâmetro 18”, com capacidade de escoar 21 milhões de m³/dia de gás natural.

Em termos de estruturação financeira do projeto, de acordo com a Celse, o investimento total previsto é de R\$ 6 bilhões, sendo R\$ 1,364 bilhão em equity e o restantes proveniente de emissão de debêntures de infraestrutura e financiamentos oriundos de instituições estrangeiras, com dívida em Reais. Foram R\$ 3,37 bilhões de emissão de debêntures simples não-conversíveis, com a cobertura de seguro da Agência Suíça de Crédito à Exportação, a Swiss Export Risk Insurance (SERV), tendo o Goldman Sachs Brasil como coordenador líder da emissão. Em financiamentos o projeto recebeu: (i) US\$ 200 milhões do International Finance Corporation (IFC), entidade do Banco Mundial voltada a investimentos no setor privado; (ii) R\$ 664 milhões do Inter-American Development Bank (IDB); (iii) US\$ 38 milhões do IDB Invest; e (iv) US\$ 50 milhões do IDB/China Fund.

Em relação aos incentivos fiscais, no âmbito federal o projeto contou com o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - Reidi, apoio da Agência de Desenvolvimento do Nordeste - Adene, e foi beneficiada pelo ex-tarifário². Na esfera estadual, o projeto foi beneficiado pelo Programa Sergipano de Desenvolvimento Industrial - PSDI com o diferimento do diferencial de alíquota do ICMS nas compras de bens de capital, inclusive de importações; carência para pagamento do ICMS devido, inclusive o decorrente de substituição tributária; e diferimento do

² Redução temporária do **imposto de importação** (II) de bens para os quais não existe a produção nacional.

ICMS nas importações de matérias primas, insumos, material secundário e de embalagem que, na prática, representa alíquota de 1,116% para o gás natural. No esfera local não houve benefícios, tendo em vista que foi mantida alíquota de 5% no tributo municipal.

De acordo com a Celse, os CCEARs são fundamentais para a estruturação dos investimentos em projetos similares, os quais encontram dificuldades de financiamento quando atuam no Ambiente de Contratação Livre - ACL. Por sua vez, na visão da empresa, os Contratos de Constituição de Garantias via Vinculação de Receitas - CCGs carecem de aprimoramento, sendo sugerido que seja obrigatória a sua assinatura ou alternativamente que seja apresentado alguma outra forma de garantia.

No quesito socioambiental, as licenças prévia e de instalação da UTE, foram obtidas junto à Administração Estadual do Meio Ambiente de Sergipe - Adema, e para as instalações offshore, foi obtida licença junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama.

Em razão de o projeto ter sido financiado pelo Banco Mundial, ficou obrigado a cumprir os padrões de desempenho da International Finance Corporation - IFC e o cumprimento de diversos programas, dentre eles o reassentamento de 79 famílias e indenização a outras 70 famílias para que fosse possível atender os limites de ruído, ao custo da ordem de R\$ 20 milhões. O custo apurado para os programas socioambientais totalizaram R\$ 30 milhões.

A Celse relatou a necessidade de diversas licenças e autorizações para a implementação do projeto, no âmbito federal, estadual e municipal, bem como da Marinha. Depreendeu-se, das informações prestadas pela Celse, que apesar da quantidade de interações com os órgãos e de sua complexidade, em todos os casos foram utilizados procedimentos à época já existentes para a concessão das licenças e autorizações, tendo sido verificados e superados alguns desafios decorrentes da própria inovação do empreendimento, tais como as questões de alandegamento junto à Receita Federal, a inclusão da parte offshore do empreendimento no REIDI aprovado pelo MME, e a classificação do gasoduto pela ANP. A Celse relatou também como desafios enfrentados o alandegamento do FSRU junto à Receita Federal e a licença de instalação do terminal portuário junto à Agência Nacional de Transportes Aquaviários - Antaq.

No que se refere ao licenciamento ambiental, a Celse sugeriu que a emissão da Licença de Instalação já deveria contemplar outras licenças obtidas posteriormente: a autorização biológica e a autorização de supressão vegetal. Ainda no requisito ambiental a Celse apontou que o licenciamento ambiental é fragmentado, pois são licenciamentos distintos para a usina termelétrica, a linha de transmissão e as instalações offshore.

O suprimento de GNL para a Celse é por meio de um contrato semi-flexível, com penalidade para o caso de não haver compra dentro do ano, sendo que no mínimo 3 cargas de GNL devem ser consumidas anualmente. Em operação plena da usina, é necessário um navio a cada 16 dias, aproximadamente. O fornecedor do GNL é a Ocean LNG Limited, formada 70% pela Qatar Petroleum e 30% pela Exxon Mobil.

No relacionamento da Celse com a distribuidora de gás estadual um desafio enfrentado foi o estabelecimento da Tarifa de Movimentação de Gás - TMOV, que foi resolvida com a mudança, no âmbito do Estado de Sergipe, do Regulamento dos Serviços Locais de Gás Canalizado, que possibilitou novas opções de caracterização do consumidor livre de gás natural. A CELSE foi registrada como autoimportador de gás natural junto à ANP, conforme Despacho nº 1.201/2018. O limite físico do terminal de GNL da Celse é a Estação de Transferência de Custódia. Todavia, na prática não ocorrerá transferência de custódia do combustível, vez que o gás é de titularidade da própria Celse e não existe gasoduto entre a Estação de Transferência de Custódia e a UTE. Os volumes de combustível serão informados à ANP através do relatório mensal de importação de GNL.

Em relação à operação comercial da usina no atendimento dos despachos do ONS, apontou como desafios do terminal de GNL: o estabelecimento de processos para o primeiro abastecimento de gás natural; os ajustes dos serviços de apoio à operação; os testes de aceitação e de performance do FSRU; a gestão dos inventários de GNL; os impactos do “Boil-Off Gas” (BOG)³ na operação; e os preparativos para a primeira carga de gás natural e a operação de transbordo ship to ship (operação STS)⁴. Para a UTE, os desafios apontados foram os testes de integração com o Sistema Interligado; a partida da usina de forma integrada com o FSRU (ajuste da curva de consumo de gás ao volume de regaseificação). De acordo com a Celse, cada navio de abastecimento do FSRU tem carga mínima para suprimento de duas semanas operativas com geração máxima da usina, e caso ocorra a redução da geração em tempo real em qualquer dia da semana operativa, haverá impacto no recebimento da carga do navio seguinte, que sempre estará a, no máximo, 15 dias de proximidade do FSRU.

No aspecto comercial, relacionado com os contratos de venda de energia (os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs), a Celse demonstrou a preocupação na assertividade das atividades de indisponibilidades programadas para não incorrer em penalidades contratuais. Também apontou como riscos a possibilidade de não recebimento de receitas da geração de energia elétrica na fase de comissionamento da usina, tendo em vista as inadimplências verificadas nas liquidações do mercado de curto prazo da CCEE.

4.6. GPE

O Grupo Global Participações em Energia S.A. - GPE é o controlador das seguintes geradoras:

³ Boil-Off Gas é a vaporização do gás natural, que ocorre durante sua movimentação e armazenamento.

⁴ Conforme a Resolução Antaq nº 59/2021, a operação de transbordo ship to ship (operação STS) tem a seguinte definição: “o transbordo ou transferência de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis entre embarcações localizadas em Águas Jurisdicionais Brasileiras (AJB), sem a utilização de dutos, tancagem ou bombas de terminal aquaviário em terra, podendo ocorrer com as embarcações em movimento, atracadas ou fundeadas”

- a) Companhia Energética Manauara, proprietária de UTE a gás natural, de 85 MW de capacidade instalada;
- b) Companhia Energética Potiguar, proprietária de UTE a óleo diesel, de 119 MW de capacidade instalada;
- c) Companhia Energética Candeias, proprietária de UTE a óleo combustível/óleo diesel, de 298 MW de capacidade instalada; e
- d) PCH Água Limpa e PCH Areia, ambas vendedoras no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - Proinfa.

A GPE trouxe contribuições às regras dos leilões regulados de energia tendo como base os projetos da UTE Fronteira, em Mato Grosso do Sul, que utilizará gás natural boliviano, das UTEs Jaci e Tupã, no Rio de Janeiro, que utilizarão gás natural do Pré-Sal; e das UTEs Global VI e VII, na Bahia, que utilizarão GNL.

Em relação ao projeto da UTE Fronteira, habilitada ao Leilão A-6/2019, que terá capacidade instalada de 261 MW, podendo ser ampliada para 666 MW, a GPE informou que a previsão é de que o gás natural seja adquirido da estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB, sendo que a distribuidora local MSGás e o Governo do Estado apoiam o projeto nas negociações com a estatal boliviana.

Um dos principais desafios do projeto é a questão do suprimento do gás: existe um gasoduto da MSGás interligando o local onde será instalada a UTE até as proximidades da fronteira com a Bolívia, porém será necessária a construção de um trecho final de 13 metros de gasoduto de transporte, solução viável somente se for outorgado novo gasoduto entre os países. Outra possível solução de suprimento seria a construção de novo ramal a partir do Gasbol. De acordo com a GPE, o projeto já tem licença ambiental prévia - LP emitida, possui a outorga de uso da água, possibilidade de conexão no sistema elétrico na SE Corumbá 2. Por outro lado, para poder participar do Leilão de Energia Nova LEN A-6/2019, para fins do cadastramento é exigida a comprovação de contratação do suprimento do gás.

Outro desafio para o projeto é sua previsão de ampliação da capacidade instalada para 660 MW, para a qual o Ibama recomenda a delegação do licenciamento ambiental para o órgão estadual, o que, na visão da GPE, traz mais burocracia e maior tempo para a conclusão do processo.

Os projetos das UTEs Jaci e Tupã, de 667 MW e 2.040 MW de capacidade instalada respectivamente, localizados próximos ao Terminal de Cabiúnas - TECAB, prevêm o uso de gás natural proveniente do Pré-Sal, existindo um acordo preliminar para que o suprimento seja por meio do campo de gás BMC-33. Os projetos estão habilitados no Leilão de Energia Nova LEN A-6/2019 e cadastrados para participarem dos Leilões de Energia Existente LEE A-4/A-5/2020. As usinas serão instaladas em terreno próprio da GPE, possuem licença ambiental prévia - LP emitidas e outorgas e uso da água, e têm previsão de conexão ao sistema elétrico por meio de seccionamento da Linha de Transmissão Campos 2/Lagos, de 500kV.

Um dos principais desafios dos projetos é o licenciamento das infraestruturas auxiliares, para as quais o Ibama exige a inclusão das infraestruturas de conexão elétrica, gasoduto, adutora de água e emissário para emissão da LP. Para a GPE, a forma de licenciamento anterior, em etapas, é mais adequada.

Outro desafio identificado pela GPE é a compatibilização entre a inflexibilidade de geração de energia elétrica com o suprimento de gás natural. O supridor do combustível produz gás associado à extração do óleo e necessita dar destinação ao volume flexível não retirado. As configurações de UTEs com inflexibilidade de 50% conforme exigido nos leilões de energia são ineficientes para a operação da usina. A sugestão da GPE é de eliminar os limites de despacho inflexível em leilões de energia.

Os projetos das UTEs Global VI e VII, de 652 MW e 1.970 MW de capacidade instalada respectivamente, prevêem a utilização de GNL importado, via terminal de regaseificação da Petrobras, na Bahia. Esses projetos estão a 3 km do ponto de entrega do terminal, próximos à SE Camaçari II e podem se utilizar de benefícios da Sudene. O projeto da Global VI participou do leilão de energia nova LEN A-6/2018 e a Global VI e Global VII estão habilitadas a participar no leilão de energia nova LEN A-6/2019. Já possuem licença ambiental prévia - LP e viabilidade de acesso à água.

No que se refere ao combustível, a GPE indica que o relacionamento com a distribuidora Bahiagás necessita de aprimoramento da regulação estadual. Por outro lado, os projetos foram concebidos para fornecimento de gás pelo Terminal de Regaseificação da Bahia - TRBA. Dessa forma, a necessidade de existir um gasoduto da Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG para acessar o gasoduto de distribuição seria, na visão da GPE uma exigência apenas regulatória. Também de acordo com a GPE, a conexão direta ao TRBA seria aceita, porém sem lógica econômica, tendo sido desenvolvida junto à ANP e TAG o conceito de “serviço de trânsito”, com entrada e saída no mesmo ponto, sem comprometimento da capacidade de transporte. A sugestão trazida pela GPE é para que seja permitida a conexão de gasoduto de distribuição aos dutos integrantes dos terminais de GNL.

Outro aspecto se refere ao uso compartilhado de terminais de GNL. A GPE citou existir barreiras regulatória e tributária para o compartilhamento do terminal entre a Petrobras e a GPE, o que impede a configuração como autoprodutor, tendo em vista impossibilidade de armazenamento de GNL de titularidades distintas em um mesmo reservatório, em razão de aspectos tributários e aduaneiros, o que seria solucionado por meio do estabelecimento da regulamentação do compartilhamento de terminais de GNL.

Em relação aos contratos de venda de energia dos leilões regulados, a GPE propõe: (i) que seja eliminada a penalidade por falta de combustível, de que trata a Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013; (ii) que seja retomada a possibilidade de isentar a usina de entrega de energia em caso de indisponibilidade do sistema em caso de indisponibilidade do sistema de transmissão necessário para escoamento da energia produzida; (iii) limitar os valores de inflexibilidade à capacidade instalada descontada do consumo interno da usina, em substituição à regra atual que apura no centro de gravidade do submercado de entrega de energia; (iv) alterar as regras para paradas programadas, que atualmente penalizam as usinas flexíveis; (v) nos leilões alterar a regra de contratação do empreendimento marginal, avaliando a possibilidade de contratação do projeto seguinte ao marginal, que não ratificou seu lance; e (vi) avaliar mecanismos de cessão temporária da capacidade não utilizada pela usina, para reduzir o custo de transporte de gás natural. Por fim, a GPE sugere considerar nos despachos

do ONS que as usinas a gás natural são tipicamente projetadas para atendimento de despachos por motivos energéticos (com duração de despachos de semanas ou meses), com pouca ou nenhuma flexibilidade para atender variações de carga em tempo real, e que essa condição deve ser considerada, pois caso contrário a usina poderá ficar exposta a penalidades de desvio de programação junto ao fornecedor do gás natural.

5. DAS INFORMAÇÕES TRAZIDAS NAS REUNIÕES COM REPRESENTANTES DE EMPRESAS DE E&P

5.1. EQUINOR

A Equinor apresentou ao Grupo de Trabalho as etapas de desenvolvimento de um projeto típico de exploração de óleo e gás natural, e os desafios do modelo de negócios no setor de petróleo. No que se refere à integração com o setor elétrico, apresentou sua visão do cenário atual, aspectos relacionados com o modelo de contratação do setor elétrico, e uma proposta de contratação de usinas termelétricas que busca efetivar a integração.

Conforme explanado pela Equinor, os negócios envolvendo o gás natural no setor de petróleo envolvem superar os seguintes desafios: (i) uma demanda incerta, sendo que novos projetos de O&G necessitam de investimentos em infraestrutura, os quais não se viabilizam sem demanda do gás natural; (ii) os contratos de longo prazo são fundamentais para viabilizar investimentos, porém as distribuidoras de gás e a maioria dos clientes industriais buscam contratos de curto prazo; e (iii) a integração entre os setores de gás natural e de energia elétrica, que é uma âncora importante para o desenvolvimento de novas infraestruturas, ainda tem processo decisório inconsistente com a garantia de escoamento da produção.

De acordo com a Equinor, para a transição energética o tempo é limitado para que se possa efetivar os benefícios do Pré-Sal e, por outro lado, não existe uma política energética integrada, que defina o papel do gás natural no desenvolvimento do país. Além disso, o atual marco regulatório do setor elétrico não incorpora as especificidades para uso dos recursos de gás natural do Brasil, na medida em que o gás associado e as novas infraestruturas de escoamento devem ser vinculados à garantia de produção de petróleo, cujos investimentos são elevados. A Modernização do Setor Elétrico deveria avançar no sentido de precificar adequadamente a flexibilidade das usinas termelétricas, porém considerando que a ausência de instrumentos de flexibilidade no mercado de gás natural limitam as alternativas de uso do gás quando não há o despacho das usinas, o que impacta na produção de petróleo e, consequentemente, impactam a rentabilidade dos projetos de óleo e gás.

Ainda conforme a Equinor, o atual modelo de contratação das usinas termelétricas leva à concentração de usinas a GNL instaladas na costa do País, sem agregação de valor na

cadeia do gás, não contribuem para novas ofertas de gás ao mercado e para o amadurecimento do mercado secundário. Outro ponto apontado pela Equinor é de que a principal questão não seria o preço da energia, mas sim o alto custo de saída do modelo de contratação do setor elétrico (as penalidades contratuais). Para a Equinor, a UTE Vale Azul II (Marlim Azul II), que utiliza gás do Pré-Sal, se sagrou vencedora no leilão de energia nova A-6/2017 porque o projeto utiliza infraestrutura de escoamento de gás existente.

A Equinor trouxe como proposta para a integração a realização de leilões específicos para contratação de termelétricas que utilizem gás do Pré-Sal, nominadas como “térmicas estruturantes”. Nessas contratações deveriam ser considerados: o sinal locacional que valorize menor impacto nas linhas de transmissão e maior efeito multiplicador no setor de gás natural; o custo de saída (descontratação dos contratos de venda de energia) escalonado no tempo, considerando a possibilidade de realização de novos leilões (A-4 ou A-5) em substituição à térmica estruturante; a consideração, nos critérios de classificação do leilão, de Índice Custo-Benefício - ICB com precificação adequada da disponibilidade; a garantia de acesso ao sistema de transporte e inclusão do risco tarifário do suprimento do gás na parcela fixa do custo do contrato de energia, e/ou que a localização “no ponto de entrada” da rede de gasodutos seja sem custo de transporte; e que o prazo de suprimento do contrato de venda de energia seja reduzido, no período de transição do modelo atual, até que o mercado de gás natural disponha de instrumentos de flexibilidade que permitam a não afetação da produção de óleo.

Na visão da Equinor, na avaliação de possibilidades de monetização do gás do campo BM-C-33, tem-se que: o projeto de uma térmica estruturante conservadora, que possa considerar a oferta ao mercado de até 2 milhões de m^3/dia de gás, ou o projeto de uma usina otimista, com consumo na faixa de 2 a 4 milhões de m^3/dia de gás necessitariam de compartilhamento de risco com o setor elétrico. Por outro lado, projetos que considerem a utilização na faixa de 4 a 16 milhões de m^3/dia de gás poderiam contribuir para desenvolver novos mercados, aumentar a competição, e acelerar a transição para um mercado de gás maduro.

Para demonstrar a importância da termelétrica, a Equinor trouxe a informação de que, em termos comparativos, uma planta termelétrica com consumo em torno de 8 milhões de m^3/dia equivale a 40 grandes consumidores industriais, que possuem consumo individual médio em torno de 200 mil m^3/dia de gás.

Por fim, como sugestão, a Equinor propõe a criação de grupo de trabalho, que contaria inclusive com a participação dos potenciais produtores do Pré-Sal, com o objetivo de estudar e propor uma política de transição dos atuais modelos de mercados de gás natural e de energia elétrica para os modelos de mercado esperados com o Novo Mercado de Gás e a Modernização do Setor Elétrico.

5.2. SHELL

A Shell trouxe ao GT suas avaliações de crescimento da demanda por eletricidade no uso final, apontando que o aumento da demanda por energia será impulsionada não

apenas pelo desenvolvimento do país, mas pela crescente eletrificação. Atualmente 20% da energia brasileira é consumida por meio de energia elétrica e segundo o cenário “Shell Sky” essa participação pode chegar a 55% até 2070, com substituição das fontes fósseis por renováveis, sendo que até 2050, o consumo de energia no Brasil virá 80% de fontes renováveis e 20% de gás natural.

Conforme a Shell, historicamente, o sistema elétrico brasileiro vem operando com base na carga hídrica e o uso da geração térmica flexível para compensar a sazonalidade das chuvas, porém será necessário alterar essa forma de operação, com a tendência crescente de maior geração de gás para energia. Este é um problema não apenas no Brasil, mas em todo o mundo. Um exemplo é o mercado ERCOT nos EUA, o maior mercado de energia do mundo, que enfrenta oscilações de até 10 GW de geração eólica intra-dia. Assim, a visão da Shell é que a geração de energia a gás natural é necessária para fornecer resiliência para o crescimento de energias renováveis no Brasil por meio de: (i) geração de carga básica com gás associado, permitindo que a geração hidrelétrica seja usada de forma mais eficiente; e (ii) geração flexível a gás para fins de confiabilidade do sistema.

De modo coincidente com a expectativa de crescimento da necessidade de geração de energia elétrica a gás natural, de acordo com a Shell, as reservas de óleo e gás do Pré-Sal têm potencial para fornecer o suprimento adicional necessário para possibilitar o crescimento significativo do consumo de energia do país, existindo consenso entre as instituições e consultorias BGR, Wood Mackenzie, USGS e IEA de que as reservas de gás associado ao Pré-Sal poderiam somar potencialmente até 12 TCM (trilhões de metros cúbicos), e a principal questão não é sobre a disponibilidade de gás, mas quanto à comercialidade do gás associado, tendo em vista que o mercado brasileiro de gás ainda não está suficientemente desenvolvido, com uma infraestrutura limitada de gasodutos e uma regulamentação de entrada e saída para capacidade de transporte de gás que ainda está em desenvolvimento.

Também de acordo com a Shell, o regime fiscal interestadual impõe desafios, o próprio mercado concentra a demanda em poucas distribuidoras e clientes livres e as iniciativas em torno da abertura do mercado de gás são bem-vindas e necessárias, mas a implementação dessas grandes mudanças leva tempo. Citou como exemplo a Europa, que demorou cerca de 20 anos para realmente abrir o mercado.

Por outro lado, o mercado de energia elétrica já está bem estabelecido, com uma extensa rede de distribuição, acesso aberto à infraestrutura de distribuição e clientes livres, liquidez significativa com 30% do mercado vendido no mercado livre, e existindo um arcabouço regulatório consolidado, com uma cadeia de valor diversificada, característica que, segundo a Shell, torna possível a monetização do gás através da geração de energia elétrica, considerando também que atualmente 30% a 40% do consumo de gás do Brasil é destinada à geração de energia elétrica.

A Shell citou como um exemplo da viabilidade da comercialização do gás associado monetizado por meio de geração de energia elétrica a Usina Marlim Azul, sendo o primeiro projeto de gás do Pré-Sal a se sagrar vendedor em leilão regulado de energia no Brasil. O empreendimento, realizado pela Shell, Patria e Mitsubishi construirá uma

usina de 565 MW abastecida com gás do Pré-Sal com despacho de 80% a 90% e preço de energia competitivo.

A principal questão passa a ser como replicar o modelo de negócios da Marlim Azul em uma escala mais ampla para suprir a necessidade de gás adicional para geração de energia elétrica com as reservas de gás associado do Pré-Sal existentes, considerando que a atual infraestrutura de escoamento de gás (Rotas 1 e 2 em operação, e Rota 3 em construção) e plantas de processamento de gás totalizam a capacidade de 44 milhões de m³/dia, o que impõe um limite para a exploração total das reservas de gás do Pré-Sal. O projeto da Usina Marlim Azul foi baseado em investimentos em infraestruturas realizados nos últimos anos pela Petrobras, Shell e outros parceiros.

Com base no relatório da consultoria Wood Mackenzie, de 2018, as vendas de gás para a base de Campos e Santos têm potencial para superar esse limite e vários novos campos exploratórios exigirão o desenvolvimento de sua própria infraestrutura de escoamento e midstream para justificar a produção de gás. Para ativos novos, especialmente não operados pela Petrobras, a decisão será apoiar investimentos multibilionários em infraestrutura com um perfil de risco e recompensa razoável.

Nesse sentido, a Shell argumenta que o processo de decisão de investimento upstream exige um compromisso de longo prazo com suas vendas de gás e com maior escala, mas o mercado brasileiro de gás não fornece o mercado para fundamentar tal decisão de investimento. Além disso, o atual processo de leilão de energia nova A-6, onde é contratada a capacidade instalada de novas usinas a gás natural, não se enquadra no escopo e no prazo da decisão de investimento a montante do pré-sal.

A Shell apontou os seguintes pontos relacionados com os leilões de energia:

- a capacidade contratada nos leilões de energia (média de 1 GW/ano) não fornece o volume necessário para apoiar decisões de investimento;
- o prazo de suprimento dos contratos de energia, de 25 anos, não se encaixa no cronograma de concessões de campo upstream;
- o prazo de 5 anos para início de suprimento do leilão A-6 não oferece tempo suficiente para construir uma infraestrutura de escoamento do gás off-shore; e
- o limite de inflexibilidade de 50% segundo as regras atuais dos leilões trazem dificuldades, pois dada a natureza do gás associado, o despacho da usinas precisa ser na base a preços competitivos (para reduzir o custo geral do sistema).

A solução proposta pela Shell é que sejam realizados leilões estratégicos anuais (“leilões estruturantes”) incorporando alguns ajustes às atuais regras de leilões A-6 para permitir a sincronização entre a decisão de investimento upstream e a execução dos contratos de compra de energia das distribuidoras.

5.3. TOTAL

A Total trouxe ao GT considerações sobre os desafios para a monetização do gás do Pré-Sal. Informou que em razão de possuir pequenas quantidades de gás com origem

no campo BM-S-11A (Iara), necessita negociar o acesso para possibilitar o escoamento do produto pelo Sistema Integrado de Escoamento de Gás Natural - SIE (Rotas 1, 2 e 3) o que tem um custo de transporte elevado, além do pagamento do ship-or-pay, dado que a Total é o único carregador não proprietário do sistema. Também de acordo com a Total, o processamento do gás utilizando o Sistema Integrado de Processamento de Gás Natural - SIP, de propriedade da Petrobras, terá custo unitário potencialmente elevado para pequenas quantidades, além do pagamento do process-or-pay.

Assim, a Total adota como estratégia para atuação no mercado criar, a médio prazo, um portfólio combinando as fontes de gás (gás boliviano, GNL e gás do Pré-Sal) para poder atender tanto os clientes termelétricos, quanto distribuidoras ou clientes finais.

No que se refere aos aprimoramentos desejáveis para a integração entre os setores de gás e energia elétrica, a Total apontou 4 aspectos a serem considerados: (i) a flexibilidade do GNL para o mercado de gás; (ii) o acesso às infraestruturas de transporte; (iii) os leilões de contratação de energia elétrica; e (iv) a abertura de mercado.

No que se refere ao uso do GNL, a Total apresenta como pontos positivos a possibilidade de rápida implementação de FSRUs (em torno de 18 meses), com custo ~60% inferior a projetos onshore, a garantia de suprimento com portfólio global, o uso de diferentes indexadores de preço (Brent, JKM, NBP, TTF, ou Henry Hub), e a flexibilidade de adaptação ao despacho das usinas termelétricas e à sazonalidade do mercado industrial.

No acesso às infraestruturas de transporte, a Total fez referência à chamada pública de 2019 e a consulta pública em 2020 para acesso à TBG, o balanceamento do sistema pela NTS, o avanço da TAG no mercado do Nordeste e o acesso ao TRBA, e a possibilidade da construção do Gasoduto Brasil Central, constante do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, para propor que seja realizadas chamadas coordenadas, com empilhamento de tarifas e de custos de interconexão, e que os modelos de alocação de capacidades sejam alinhados com os contratos de fornecimento.

Para os leilões regulados de contratação de energia elétrica, a Total propõe que seja considerado que as usinas termelétricas servirão de âncora de demanda para o mercado de gás natural, sendo que grandes projetos podem reduzir o custo da energia, além de possibilitar a otimização de projetos de acordo com a demanda. Nesse cenário, o GNL traria a flexibilidade necessária para possibilitar o atendimento aos despachos das usinas.

Por fim, quanto à abertura do mercado de gás natural, apontou como positiva a criação de um ambiente para o livre mercado de gás, necessitando haver um tratamento para o modelo tarifário, que considere que o tributo ICMS obriga que haja uma origem e um destino do gás, sendo que uma vez injetado no gasoduto o gás estará virtualmente disponível em qualquer lugar do sistema. Além disso, deve ser considerada a diversidade de origens e de destino do gás, sendo relevante definir o papel do agente comercializador, indutor de competição no mercado de gás, e a definição de um modelo de declaração de balanceamento de entradas e saídas.

6. CONCLUSÕES

As reuniões com as geradoras permitiram extrair conclusões importantes no que se refere aos empreendimentos termelétricos a gás natural:

- (i) os relatos de soluções diversas de project finance, tanto aquelas já implementadas como as projetadas, permitem identificar que o financiamento dos empreendimentos não é um entrave à integração entre os setores;
- (ii) tanto para a implantação das usinas termelétricas como para as infraestruturas de gás natural, as necessárias interações com os órgãos ambientais e demais órgãos licenciadores já possuem precedentes que permitem replicar soluções;
- (iii) será necessário o avanço na regulação do setor de gás natural, no que se refere às tarifas e condições de acesso;
- (iv) tanto os geradores termelétricos como as empresas de E&P têm a visão de que a contratação de termelétricas em leilões regulados é o vetor de viabilização da integração entre os setores de gás natural e de energia elétrica, e indutor do desenvolvimento do mercado de gás; e
- (v) que são desejáveis a flexibilização de condições para habilitação nos leilões regulados e das regras e penalidades dos contratos de venda de energia decorrentes desses leilões para que se viabilize a utilização de gás do Pré-Sal.